



27.11.2018

Überlegungen zu einem neuen Strommarktdesign in Europa

Dr. Florian Ermacora

Direktion Energiebinnenmarkt

Generaldirektion für Energie, Europäische Kommission

1. Die Ziele: Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit

Durch das Pariser Klimaabkommen hat sich die internationale Staatengemeinschaft dazu verpflichtet, den globalen Temperaturanstieg durch eine effektive Klima- und Energiepolitik unter zwei Grad Celsius zu halten und wenn möglich schon bei 1,5 Grad Celsius zu stoppen. Um dieses Ziel zu erreichen, haben sich die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union verpflichtet, bis 2030 die gemeinsamen Treibhausgasemissionen um 40 Prozent zu reduzieren, den Anteil der Erneuerbaren Energieversorgung um 32 Prozent zu erhöhen und die Energieeffizienz von Produkten und Gebäuden um 32,5 Prozent zu verbessern. Entscheidend für den Erfolg und die Akzeptanz der Energiewende ist, dass die Versorgung gesichert ist und Energie bezahlbar bleibt. Daraus ergibt sich der Dreiklang aus Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit, der im Vordergrund der europäischen Gesetzgebung steht. Um nachhaltig und kosteneffizient zu sein, muss sich die Umsetzung dieser Ziele auf marktbasierende Mechanismen stützen.

2. Der europäische Handel mit Emissionszertifikaten

Der Ausstoß von klimaschädlichen Treibhausgasen innerhalb der EU wird zunächst durch den unionsweiten Handel mit Emissionszertifikaten gesteuert. Der Emissionshandel wurde im Frühjahr 2018 reformiert, um der rasanten Veränderung des Energiesektors gerecht zu werden. Die Reform sieht vor, dass das gehandelte Gesamtvolumen der Emissionszertifikate jährlich um 2,2 Prozent gesenkt wird (Linearer Reduktionsfaktor). Die Marktstabilitätsreserve wurde ebenfalls gestärkt, um einem Überschuss an Zertifikaten entgegenzuwirken. Seit Beginn des Jahres 2018 hat sich der Preis für Emissionszertifikate verdreifacht und liegt nun bei ungefähr 20 Euro pro Tonne CO₂. Um die CO₂-Emissionen effektiv zu reduzieren, insbesondere einen großflächigen Umstieg von Kohle auf Gas zu gewährleisten, wäre ein Preis von etwa 40 Euro pro Tonne CO₂ erstrebenswert. Einzelne Staaten haben innerhalb ihrer Jurisdiktion zusätzlich eine Preisuntergrenze für CO₂ eingeführt und so ihre Emissionen weiter verringern können.

Allerdings besteht Grund zur Annahme, dass eine uneinheitliche Regelung derartiger Preisuntergrenzen nachteilige Auswirkungen auf andere Mitgliedsstaaten und auf den Binnenmarkt zur Folge hat.

3. Kosteneffizienz und Erneuerbare Energien

Staatliche Subventionen und eine vorrangige Einspeisung haben den Erneuerbaren Energien in Deutschland den Weg zur Marktreife bereitet. Dank der sinkenden Produktionskosten für Wind- und Solartechnologie werden diese zunehmend kompetitiver werden. Gleichzeitig findet der Handel im Markt kurzfristiger, das heißt enger am Zeitpunkt der Belieferung durch die Stromerzeuger, statt, was die Einspeisung von Erneuerbaren Energien erleichtert. Um die dezentrale und schwankende Einspeisung eines höheren Anteils Erneuerbarer Energien zu bewältigen, müssen die Strommärkte flexibel gestaltet sein. Aus diesen Gründen sollten Subventionen zurückgefahren und Preissignale für Investitionen gestärkt werden. Nur faire Wettbewerbsbedingungen mit gleichen Rechten und Pflichten für alle Marktteilnehmer sorgen für Kosteneffizienz und Flexibilität. Eine Deckelung der Preise ist unterdessen nicht sinnvoll, da die flexibelsten Erzeuger ihre Kosten nur bei Spitzenlast wettmachen. Die grenzüberschreitende Vernetzung der Märkte sorgt zudem für zusätzlichen Wettbewerb und mehr Flexibilität. Dies verringert letztendlich auch die Abhängigkeit von Reservekapazitäten, die im Falle einer Versorgungsknappheit eingesetzt werden und deren Bereitstellung zusätzliche Kosten bedeutet.

4. Neue Rolle der Konsumenten und innovativer Technologien

Dem Verbraucher soll in der europäischen Energiewende eine tragende Rolle zukommen; er soll aktiv in den Markt eingebunden werden. Aus dem reinen Konsumenten wird ein Prosumer, der Elektrizität sowohl konsumiert als auch nach Bedarf speichert oder dem Netz zur Verfügung stellt und damit zur Laststeuerung (Demand Response) beitragen kann. Eine gezielte Laststeuerung stabilisiert das Energiesystem, indem es Spitzenlasten abflacht, und folgerichtig die Notwendigkeit für Spitzenlastkapazitäten in der Erzeugung entfällt. Im gegenwärtigen System ist es dem Verbraucher nicht ersichtlich, wann das Stromangebot knapp ist und die Großhandelspreise hoch sind. Es entsteht somit eine gesamtwirtschaftliche Ineffizienz, die letztendlich in höheren Stromtarifen resultiert. Durch den Einsatz digitaler Stromzähler und vernetzter Haushaltsgeräte könnte der Stromkonsument in Zukunft seinen Strombedarf besser an die realen Strompreise anpassen. So könnte beispielsweise ein intelligenter Stromzähler niedrige Strompreise erkennen und entsprechend einen Waschvorgang planen oder das elektrische Auto laden. Für industrielle Konsumenten könnte eine intelligente Demand Response signifikante Kosteneinsparungen bedeuten. Der Konsument kann außerdem, insbesondere durch Aggregation, als Speicher für ungenutzte Energie fungieren, in dem er begrenzte Kapazitäten seiner elektrischen Autobatterie zur Auf- und Entnahme von überschüssigem Strom zur Verfügung stellt. Auch dies könnte dazu beitragen,

Schwankungen in der Stromerzeugung auszugleichen, die mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien gezwungenermaßen häufiger auftreten werden.

5. Sicherstellung der Versorgungssicherheit

Doch was geschieht, wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint? Um die Versorgungssicherheit mittelfristig zu gewähren, können die EU-Mitgliedstaaten das Bereitstellen von Kapazitäten konventioneller Kraftwerke vergüten, um Versorgungsknappheiten effektiv zu begegnen. Ein solcher Kapazitätsmechanismus existiert bereits in einigen Mitgliedsstaaten, darunter auch Deutschland. Auf der Grundlage europaweiter Prüfungen des Vorhandenseins ausreichender Erzeugungskapazitäten sowie des Potentials von Nachfragemanagement sollte die Europäische Kommission die Angemessenheit solcher Reservekapazitäten überprüfen dürfen. Da Kapazitätsmechanismen häufig auf ausgedienten und emissionsintensiven Kraftwerken beruhen, die sich im Marktwettbewerb nicht durchsetzen würden, sollte deren Einsatz das letzte Mittel der Wahl und klar reguliert sein. Dazu werden derzeit auf Europäischer Ebene Werte für den höchstzulässigen Ausstoß von CO₂ durch „subventionierte“ Kraftwerke diskutiert. Langfristig ist zu erwarten, dass flexible Erzeugung, mit einer Vergütung aus dem Markt heraus, die Sektorkopplung (siehe Absatz 7) sowie eine enge grenzüberschreitende Vernetzung der Märkte für eine zuverlässige Stromversorgung ohne oder nur mit sehr geringer Subvention sorgen.

6. Integration der Energiemärkte

Durch die Kopplung ihrer Strommärkte haben die EU-Mitgliedsstaaten einen europäischen Strombinnenmarkt geschaffen. Die Marktkopplung ermöglicht den Handel zwischen den europäischen "day-ahead" Strommärkten. Nicht integriert ist bisher die Region Süd-Ost-Europa (siehe Annex, Abb. 1). Trotz des gewaltigen Fortschritts der letzten zehn Jahre, bedarf die Integration der Märkte weiterer Bemühungen, insbesondere was die Verfügbarkeit von Grenzkuppelkapazitäten betrifft. Zum einen gilt es, die grenzüberschreitende physische Interkonnektivität zu erhöhen. Diese ist aufgrund der historisch begründeten nationalen Netzstrukturen vergleichsweise niedrig. Die EU-Mitgliedsstaaten sollten im Sinne des gemeinsamen Energiemarktes dafür sorgen, dass genügend Grenzkuppelkapazitäten für den grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung stehen. Das derzeitige Interkonnektionsziel sieht vor, dass die Mitgliedstaaten bis 2020 mindestens zehn Prozent der heimischen Erzeugung für den grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung stellen können; bis 2030 sollen fünfzehn Prozent erreicht werden.

Zum anderen müssen die bestehenden Kapazitäten bereits heute besser ausgenutzt werden. Sogenannte Loop Flows, welche entstehen, wenn die elektrische Lastverteilung in den Übertragungsnetzen nicht mit den Anforderungen des gehandelten Stroms übereinstimmen, verhindern eine optimale Nutzung der Grenzkuppelstellen und beeinträchtigen somit den grenzüberschreitenden Handel. Eine Konfiguration von Preiszonen entlang struktureller Engpässe würde unter anderem Netzbetriebskosten senken sowie den grenzüberschreitenden Handel beleben.

7. Sektorkopplung

Auch in der Zukunft wird einen Teil der Energieversorgung Erdgas oder synthetisches Erdgas (Biogas) ausmachen, welches eine deutlich geringere Emissionsbilanz besitzt als Kohlekraft und weniger Gefahrenpotenzial birgt als Nuklearenergie. Im Gegensatz zu elektrischer Energie lässt sich Gas mit geringem Energieverlust transportieren, ist einfach zu speichern und damit flexibel einsetzbar. Allerdings entstehen für Gasproduktionsanlagen im Vergleich zu Erneuerbaren-, Kohle- und Nuklearanlagen höhere kurzfristige Grenzkosten, sodass diese vornehmlich in Mittel- und Spitzenlastszenarien zum Einsatz kommen. Um langfristig auf den Einsatz von Kohle- und Nuklearkraft verzichten zu können, muss Gas noch wettbewerbsfähiger werden. Innovationen, wie die Umwandlung elektrischer Energie in Wasserstoff (Power-to-Gas), müssen weiter gefördert werden, um auch in Zukunft die Vorzüge von Gas als Energieträger zu nutzen und gleichzeitig Emissionsneutralität zu gewähren.

Annex

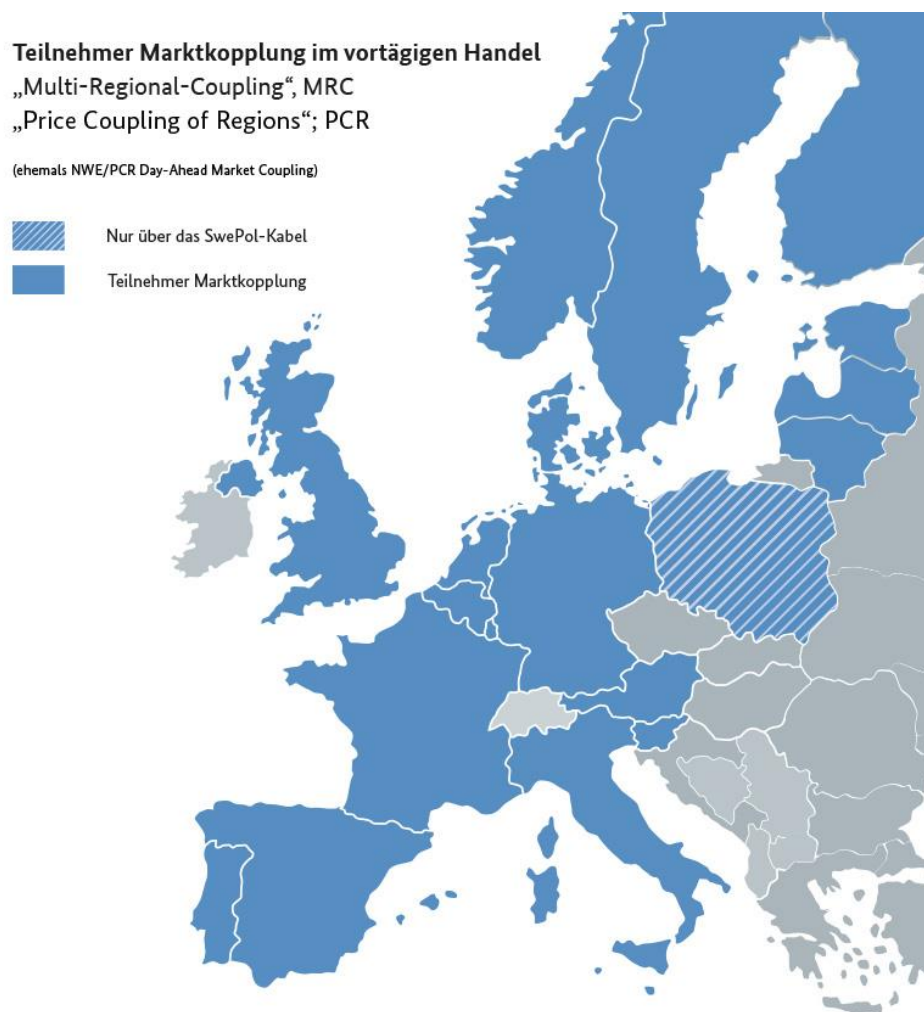


Abb. 1: Der Europäische Strombinnenmarkt (Quelle: Bundesnetzagentur)